

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ОПРЕДЕЛЕНИЮ РАСПОЛОЖЕНИЯ ИНТЕРВАЛА ПЕРФОРАЦИИ СКВАЖИНЫ

Л.А. Сметанина

Научный руководитель - старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На продуктивность и продолжительность освоения скважин значительно влияет их заканчивание: первичное вскрытие, цементирование и вторичное вскрытие – перфорацию.

Вскрытие пласта перфорацией в обсаженных скважинах – одна из наиболее важных операций при их строительстве, поскольку от нее зависит дальнейший успех испытания, получения притока пластового флюида и освоения скважины как объекта эксплуатации.

Одной из ключевых характеристик, влияющих на эксплуатацию скважин, является интервал перфорации – его размер и расположение.

Однако, несмотря на важность данных характеристик, действующий в настоящее время руководящий документ [3] не дает точных указаний о выборе интервала перфорации, требуя только:

- 1) обеспечение максимальных безводных и безгазовых дебитов нефти;
- 2) обеспечить наиболее полный охват нефтяной зоны вытесняемой водой.

Таким образом, недропользователь самостоятельно определяет, как проводить перфорацию пласта. Для большей эффективности последующей разработки, при этом рекомендуется учитывать ряд факторов: наличия или отсутствия непроницаемых пропластков, неоднородности, вертикальной трещиноватости. Также влияние на выбранный интервал перфорации может оказывать и технология проведение вторичного вскрытия пласта.

В связи со всем вышесказанным, необходимо рассмотреть все факторы, влияющие на выбор интервала перфорации, и определить, как располагаются перфорационные отверстия при данных факторах.

Первым фактором, который учитывается при выборе интервала перфорации, является насыщенность флюидами пласта, вскрытого скважиной.

В случае вскрытия скважиной нефтенасыщенного пласта, он перфорируется по всей толщине продуктивного объекта, поскольку нет опасности прорыва воды и газа в скважину.

Пласты с подошвенной водой и газовой «шапкой» перфорируются в нефтяной части, а расстояние от верхних перфорационных отверстий до ГНК, и от нижних до ВНК устанавливается для каждой конкретной залежи опытным путем, с рассмотрением факторов, перечисленных выше.

Распространено мнение, что увеличение расстояния от интервала перфорации до ВНК и ГНК является оптимальным решением проблемы прорыва воды и газа в скважину. Однако, на практике данное решение не всегда оказывается приемлемым, поскольку увеличение расстояния от нижних и верхних перфорационных отверстий до ВНК и ГНК приводит к уменьшению самого перфорационного интервала, и, следовательно, снижению конечной нефтеотдачи. Более того, зачастую подобные действия не приводят к увеличению безводного и безгазового дебитов, а лишь увеличивают период безводной и безгазовой добычи. На рисунке 1 показано, что при двух различных по размеру интервалах перфорации достигается одинаковый безводный дебит нефти, но в случае 1, где размер интервала перфорации больше, срок безводной добычи короче, чем в случае 2, где размер интервала меньше.



Рис. 1 Пример безводной добычи нефти при различных интервалах перфорации

В связи с этим, многие перфорируют скважины на таком интервале, на котором технически возможно и экономически рентабельно будет сдерживать образование газовых конусов и конусов обводнения, с целью получения максимальных дебитов.

Еще одним фактором, влияющим на расположение интервала перфорации, является наличие или отсутствие непроницаемых пропластков. Так, например, если на границе ВНК присутствует непроницаемый пропласток, нижние перфорационные отверстия рекомендуется располагать на некотором отдалении от данного пропластка, т.к. он сдерживает образование конуса обводнения, а перфорирование скважины вблизи данного пропластка может его повредить,

спровоцировав прорыв воды к перфорационным отверстиям.

Влияние расположения интервала перфорации в неоднородных по проницаемости пластах рассматривалось в работе [1]. Проведенное сравнение 9 вариантов расположения интервалов перфорации добывающих и нагнетательных скважин (см. рисунок 2, светлым показаны низкопроницаемые пласты, темным – высокопроницаемые) с различными отношениями толщин высоко и низкопроницаемых пластов позволило определить наиболее подходящий вариант перфорации для различных целей. Так, например, для получения максимального КИНа лучшими оказались варианты 3, 4 и 5, в то время как для высоких темпов отбора эффективнее всего себя показал вариант 9.

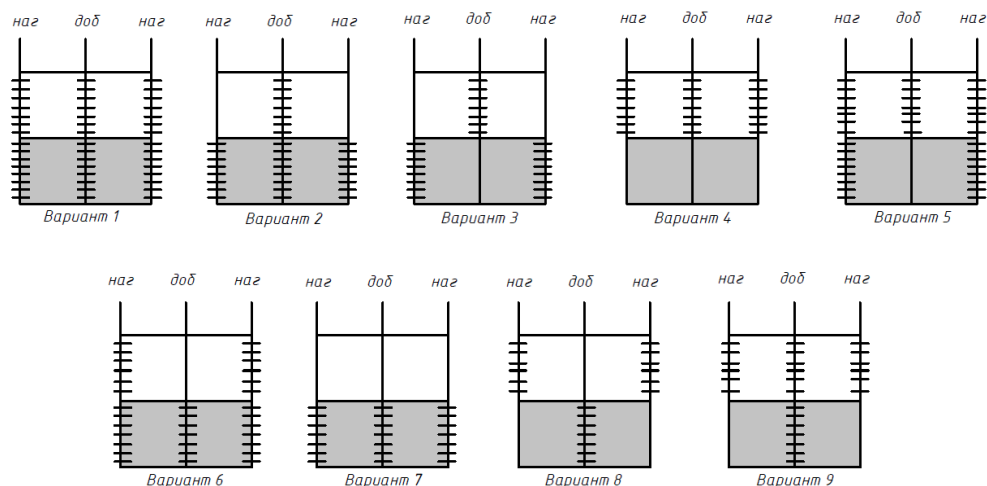


Рис. 2 Схематическое изображение варианты с различными интервалами перфорации
наг – нагнетательные скважины, доб – добывающие скважины

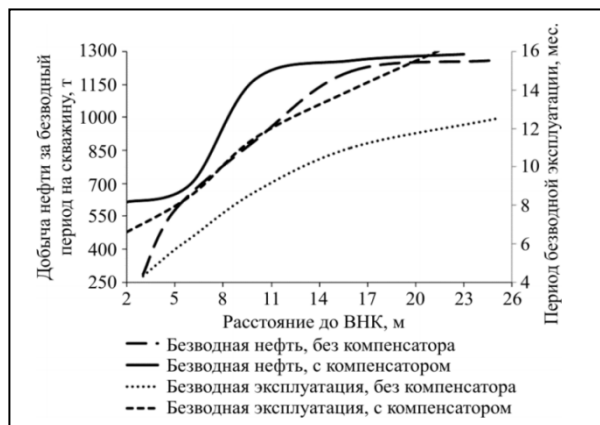


Рис. 3 Работа скважин, перфорированных с компенсатором взрывных давлений и без них

Помимо всех вышеописанных факторов, существует еще один, не менее важный фактор – технология проведения перфорации. В работе [2] описывается возможность использования компрессоров взрывных давлений при проведении кумулятивной перфорации. Применение данных компенсаторов снижает воздействие образовавшегося после взрыва гидроудара на коллекторские свойства пласта, не допуская образования трещин в породе. Благодаря этому, значительно снижается интенсивность обводнения скважины, что приводит не только к увеличению безводной добычи нефти, но и к продлению сроков безводной эксплуатации (см. рисунок 3).

Таким образом, при рассмотрении всего вышеописанного комплекса факторов, можно подобрать наиболее эффективное расположение интервала перфорации, которое было бы способно обеспечить не только достаточную безводную нефтедобычу в начале эксплуатации, но и достаточный КИН при дальнейшей добыче. Однако, необходимо понимать, что невозможно подобрать вариант, который бы удовлетворял абсолютно всем целям разработки, поэтому необходимо искать компромиссы, которые будут наиболее применимы.

Также, стоит учитывать, что выбранный интервал не будет препятствовать образованию водяных и газовых конусов, поэтому необходимо всегда учитывать возможность прорыва воды, и применять меры по сдерживанию обводнения и загазованности скважины.

Литература

1. Гиззатуллина Д.Ф., Вафин А.Р. Оценка влияния положения интервала перфорации на показатели разработки в слоисто-неоднородном пласте; опубл. 15.11.2015. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.tatnipi.ru/upload/sms/2015/geol/006.pdf>.
2. Неволин В.Г. Опыт использования компенсаторов взрывных давлений при кумулятивной перфорации // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2016. № 21. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/n/opyt-ispolzovaniya-kompensatorov-vzryvnyh-davleniy-pri-kumulyativnoy-perforatsii>.
3. РД 153-39.0-110-01 Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. – М.: Минэнерго РФ, 2002.